

Programación Estacional (PES)

Noviembre 2025 - Abril 2026

ADME

14/11/2025

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsable: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
14-11-2025	Por ADME: María Cristina Alvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Vanina Camacho. Por UTE: Hernán Rodrigo, Santiago Machado, Valentina Groposo, Carolina Rodriguez, Daniel Larrosa.	Creación del informe preliminar.

1 Resumen ejecutivo

Se presenta a continuación un resumen de las hipótesis y resultados más relevantes para el Período Estacional, el cual se define desde el 01/11/2025 al 30/04/2026.

1. Las perspectivas climáticas prevén que el fenómeno ENSO se mantenga en condición Niña con probabilidad mayor a 50% hasta el trimestre de octubre-noviembre-diciembre. Hacia el trimestre enero-febrero-marzo se espera una transición hacia condición neutra manteniéndose la misma hasta el trimestre junio-julio-agosto con altas probabilidades. En cuanto a la previsión de precipitaciones para el trimestre octubre-noviembre-diciembre se espera que se encuentren en el tercil inferior, estando por debajo de los valores históricos promedio.
2. Se estima que la demanda a nivel de generación para el año 2025 será de 12319 GWh, lo que representa un crecimiento de 3.5 % respecto de la demanda del año 2024. Este valor no incluye nuevos proyectos ni movilidad eléctrica. Si se incluyen las demandas asociadas a nuevos proyectos y movilidad eléctrica, se estima una demanda total de 12409 GWh (crecimiento de 1.6%).
3. La demanda total estimada en el Período Estacional, con confianza 90 %, es de 5933.7 GWh \pm 1.6 %.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 60.1 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional mantiene la cota por encima de los 73.5 m y por debajo de 80.2 m en ambos casos con probabilidad 95%.
6. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 0 GWh y el valor esperado es 0.002 GWh, lo cual no resulta significativo en el período de estudio.

Los resultados indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.

2 Introducción.

En el presente informe, las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da en el Glosario de la sección 7.

En la SECCIÓN VIII PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Título IV PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DE LARGO PLAZO Artículo 127 del Decreto 360/2002 se establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo, con el objeto de prever con suficiente anticipación los requerimientos de disponibilidad y de reserva para minimizar el riesgo de racionamiento y de falta de calidad.

La programación de la operación abarca los siguientes aspectos:

- a) Coordinación del Programa Anual de Mantenimiento.
- b) Evaluación y análisis de la operación esperada y resultados probables, en función de hipótesis de demanda, disponibilidad, hidrología, etc.
- c) Cálculo del valor del agua del embalse de la central hidroeléctrica Gabriel Terra a utilizar en los modelos de mediano y de corto plazo.
- d) Simulación y análisis de seguridad de suministro, identificando las condiciones previstas en que puede surgir riesgo de racionamiento.
- e) Programación indicativa de la optimización y evolución de embalses, y definición y cuantificación de riesgo de vertimiento previsto.
- f) Programación indicativa de la generación térmica y consumo de combustibles previsto.
- g) Determinación y cuantificación de previsiones de requerimientos de generación obligada por calidad (tensión).
- h) Cálculo del sistema de precios estabilizados para Distribuidores.

Todas las simulaciones son realizadas utilizando la plataforma de simulación de la operación óptima de sistemas de energía eléctrica SimSEE.

En el sitio web de ADME (<https://adme.com.uy>) se pone a disposición las Salas SimSEE así como los binarios para Windows y Linux de la versión de SimSEE utilizados.

3 Resultados

3.1 Valores del agua

Los cambios en el SIN asociados al ingreso de energías intermitentes junto con la central de Ciclo Combinado llevan a que sea necesario operar valorizando los embalses de Salto Grande y Palmar además del embalse de Rincón del Bonete. La política de operación obtenida tiene como variables de estado los volúmenes de Salto Grande, Palmar y Bonete, el estado de las cuencas del río Negro y del río Uruguay y de la anomalía de la temperatura superficial del océano Pacífico en la zona 3.4. Dicha Política de Operación esta disponible en la web de ADME donde está publicada la sala para su uso dentro de la cadena de modelos SimSEE y no se publica aquí debido a la dificultad de representar una función multi-dimensional compleja.

3.2 Balance energético

En la Tabla 1 se muestra el balance energético para el período del 01/11/2025 al 30/04/2026.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	2695	40,2
Térmica	267	4,0
Biomasa	1000	14,9
Eólica	2442	36,5
Solar	286	4,3
Falla	0	0,0
Importación Argentina	7	0,1
Importación Brasil	1	0,0
Generación Total	6698	100,0
Excedentes Vertimiento	233	
Exportación Argentina	531	
Exportación Brasil	0	
Demanda	5934	

Tabla 1: Balance energético en el período 01/11/25 al 30/04/26.

La demanda estimada es de 5933.7 GWh \pm 1.6 % con confianza 90 %.

3.3 Evolución de la cota de Bonete

En la Figura 1 se muestra la evolución esperada de la cota de Bonete junto con 9 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/12/2026.

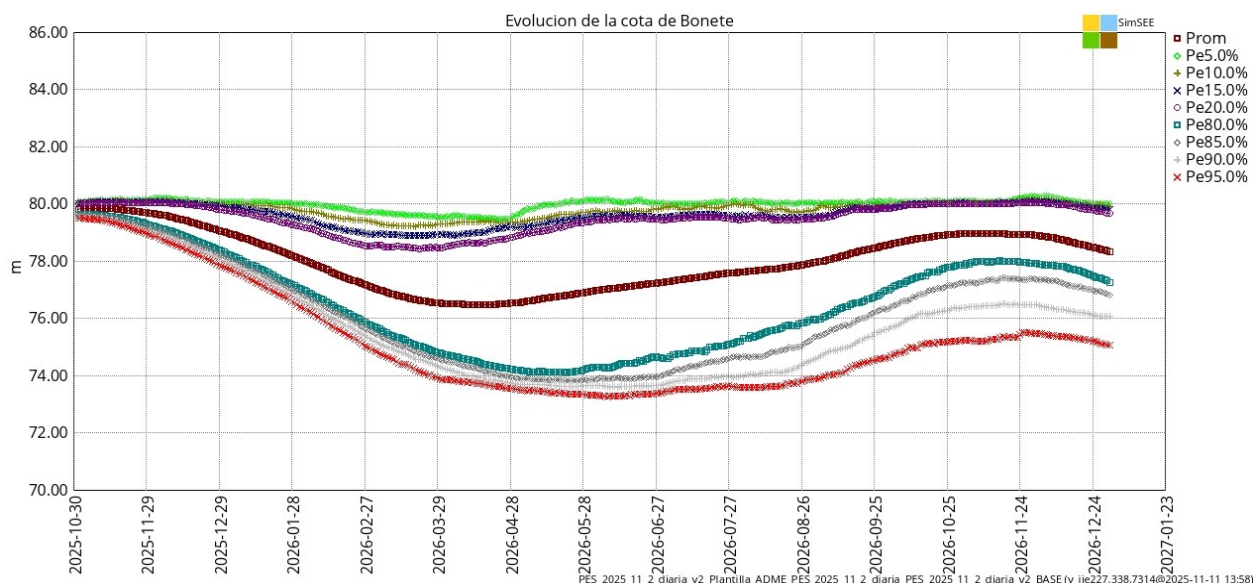


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón del Bonete se mantiene por encima de los 73.5 m y por debajo de 80.2 m en ambos casos con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 76.5 m.

3.4 Evolución de la cota de Palmar

En la Figura 2 se muestra la evolución esperada de la cota de Palmar junto con 9 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/12/2026.

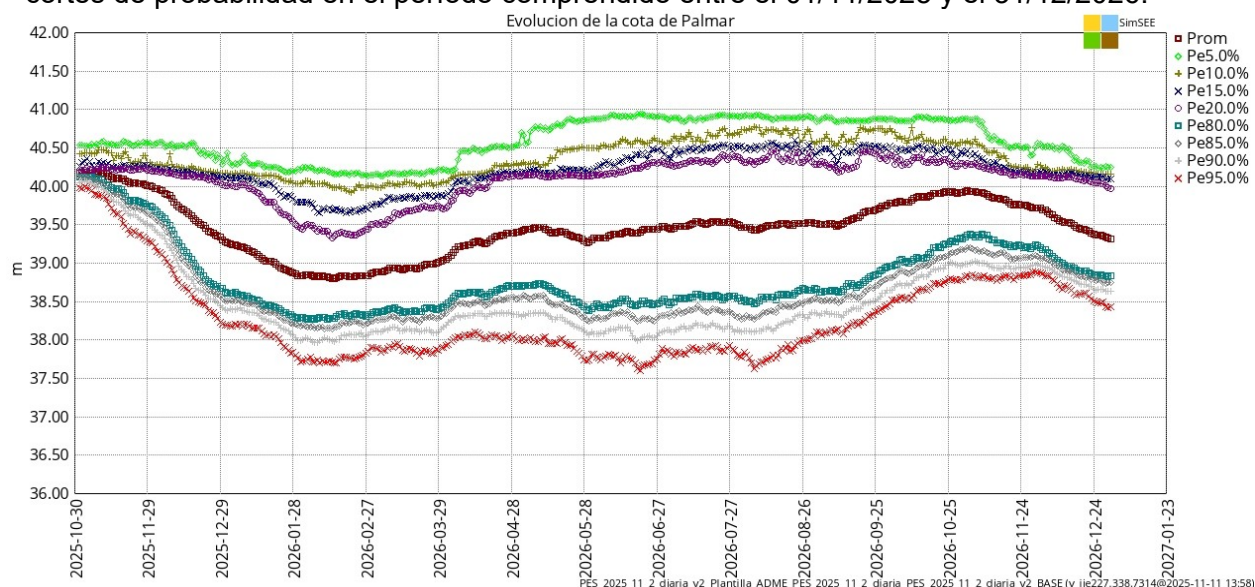


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 37.7 m y por debajo de 40.6 m, en ambos casos con probabilidad 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 39.4m.

3.5 Evolución de la cota de Salto Grande

En la Figura 3 se muestra la evolución esperada de la cota vista por Uruguay de Salto Grande junto con 9 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/12/2026.

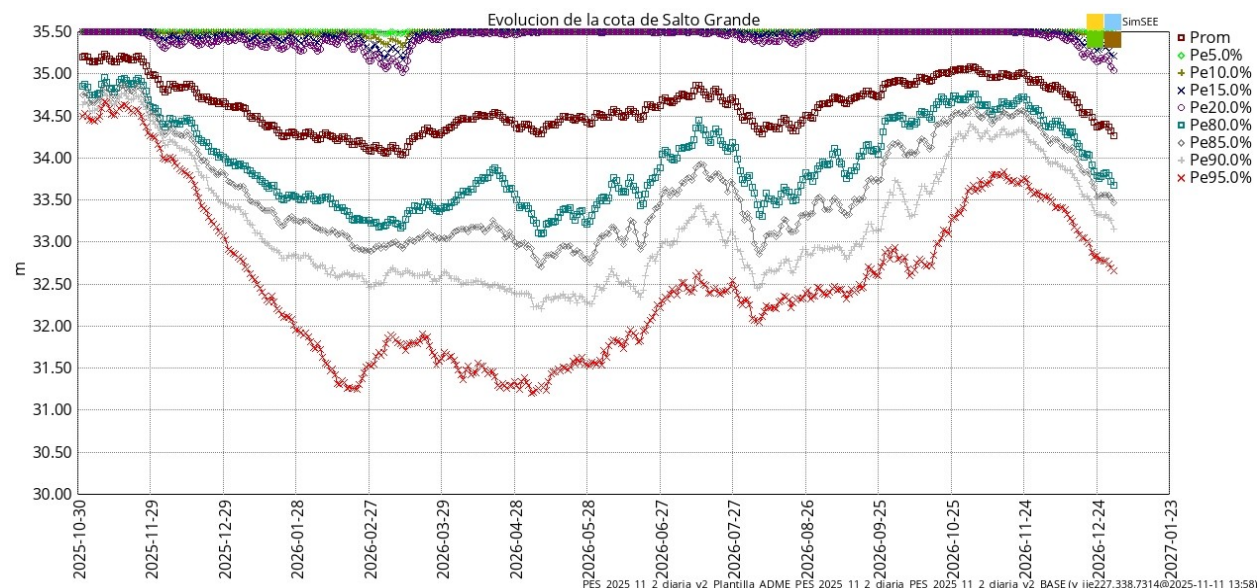


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.

En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 31.2 m y por debajo de 35.5 m, en ambos casos con probabilidad de excedencia 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 34.3 m.

3.6 Costo Marginal del Sistema

En la Figura 4 se muestra la evolución esperada del Costo Marginal junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/12/2026.

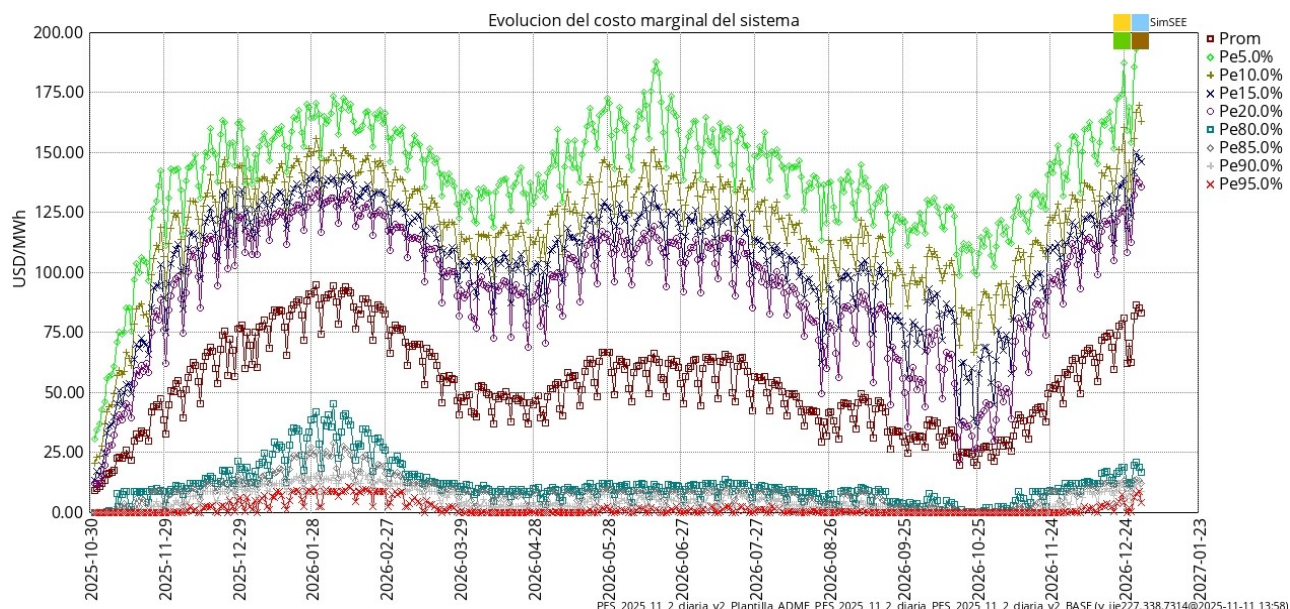


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

El Costo Marginal esperado en el Período Estacional es de 60.1 USD/MWh. El mismo se mantiene por encima de los 0.1 USD/MWh y por debajo de 173.5 USD/MWh en ambos casos con probabilidad de excedencia 95 %.

3.7 Despacho promedio

En la Figura 5 se muestra la generación por fuente en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/12/2026.

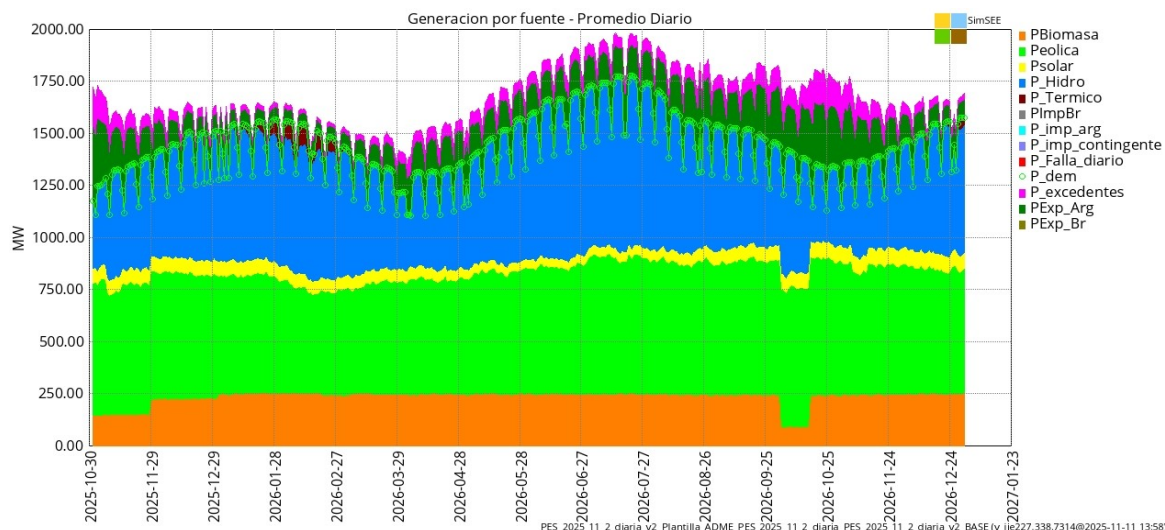


Figura 5: Generación por fuente.

Puede observarse el mantenimiento de Montes del Plata en noviembre del año 2025, el aumento de la potencia de UPM2 en diciembre 2025 y el mantenimiento de UPM2 en octubre de 2026.

3.8 Despacho térmico

En la Figura 6 se muestra el despacho térmico acumulado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/12/2026.

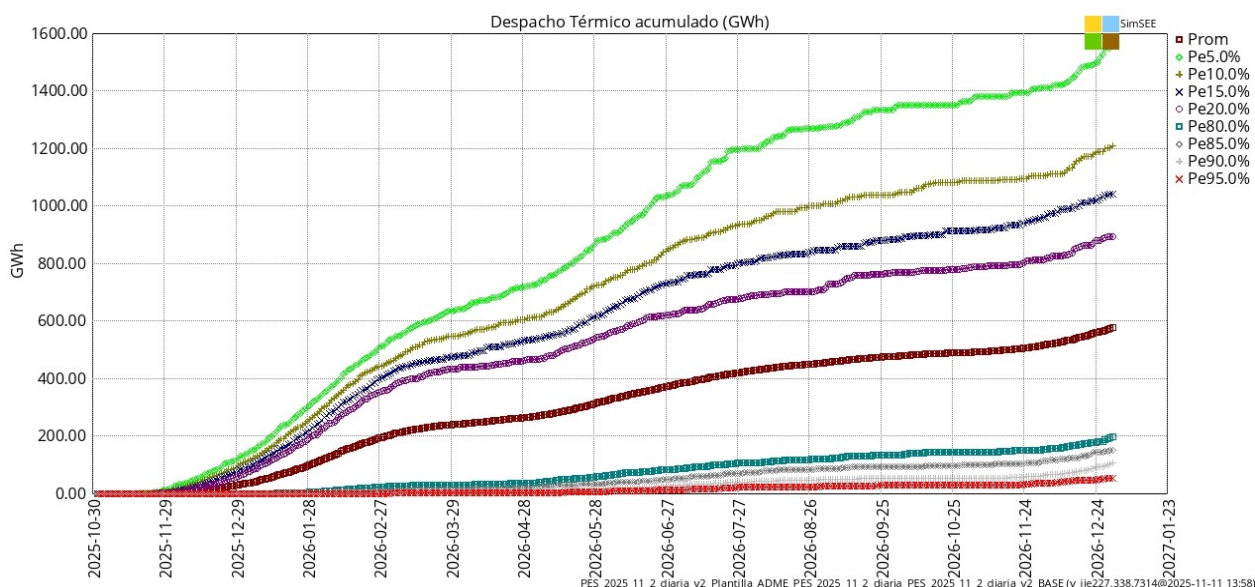


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico acumulado esperado es de 266.5 GWh, con un rango de variación comprendido entre 8.2 GWh y 610.6 GWh con una confianza de 80 %.

3.9 Despacho falla

En la Figura 7 se muestra el despacho de falla acumulado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/12/2026.

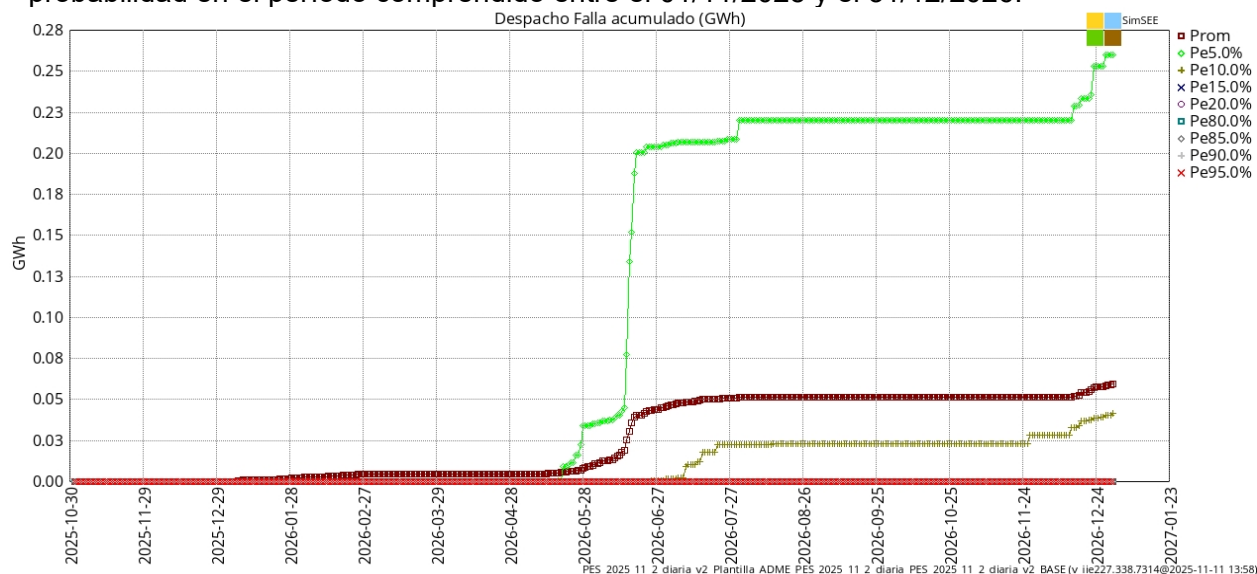


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla acumulado en valor esperado es de 0.002 GWh y de 0 GWh con probabilidad de excedencia del 5 %.

3.10 Consumos previstos de combustibles

En las Figuras 8 y 9 se muestran los consumos previstos de Gasoil y Fueloil Motores acumulados en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/12/2026.

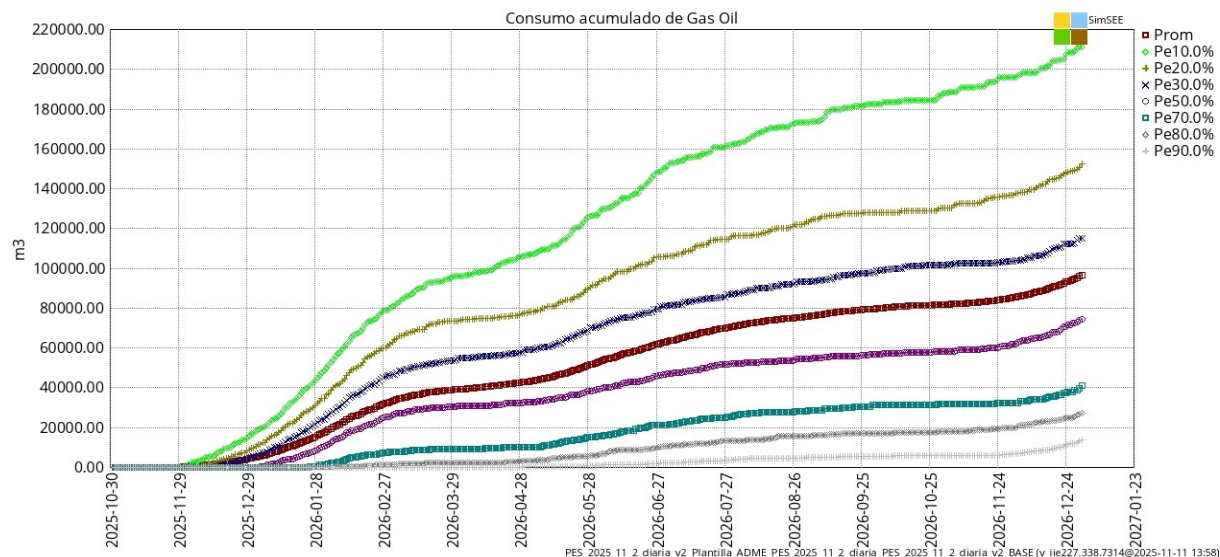


Figura 8: Consumo acumulado de GO.

En el Período Estacional el consumo esperado de Gasoil es de 42964 m³, con un rango de variación comprendido entre 231 m³ y 106293 m³ con una confianza de 80 %.

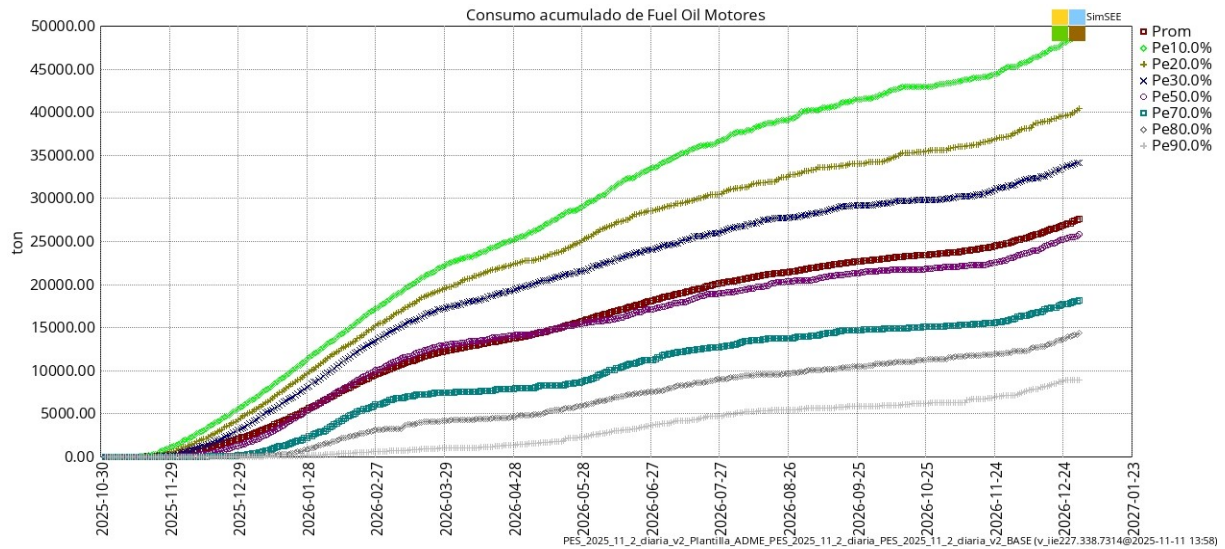


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.

El consumo esperado de Fueloil Motores es de 13855 t, con un rango de variación comprendido entre 1418 t y 25392 t con una confianza de 80 %.

3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal

Dado que el Decreto 442/011 y su modificación parcial en el Decreto 305/014 se crea el fondo de estabilización de energía para el distribuidor UTE, y regula su forma de cálculo, se sustituye el cálculo del precio estabilizado para Distribuidor por la valorización de la demanda al CMG como un indicador del costo de comprar toda la energía del Distribuidor al costo marginal de generación.

En la ec.1 se muestra la fórmula de cálculo de la valorización de la demanda al Costo Marginal.

$$Val_{Cmg} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P_D[j]^{i,k} \cdot Durpos[j] \cdot cmg[j]^{i,k}}{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P_D[j]^{i,k} \cdot Durpos[j]} \right)_k$$

ec.(1) Cálculo de la valorización de la demanda al Costo Marginal.

Siendo:

- $P_D[j]^{i,k}$: Potencia media demandada de la red en el Poste j del día i de la crónica k .
- $cmg[j]^{i,k}$: Costo marginal del sistema en el Poste j del día i de la crónica k .
- $Durpos[j]$: Duración del Poste j .

La valorización de la demanda al Costo Marginal es de 56.8 USD/MWh en el período comprendido entre el 01/11/2025 y el 31/10/2026.

4 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES en el período Noviembre 2025-Abril 2026.

4.1 Principales hipótesis

- Las hipótesis de demanda se cerraron el día 14/10/2025 con la información enviada por la Subgerencia de Mercado de UTE. Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 3.5%, 1.6%, 2.5%, 1.8%, 2.1% y 2.2% para los años 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 y 2030 respectivamente.
- Los precios de combustibles son los vigentes para el mes de octubre de 2025.
- Se utiliza el sintetizador de aportes CEGH "iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23" creado en Setiembre 2023. Este CEGH modela la correlación de los aportes entre si y con el fenómeno ENSO, sin correlacionar dichas señales con los costos marginales de los países vecinos.
- Se mantienen los modelos de parques eólicos con dirección y el modelo CEGH ("cegh_eolico_vxy_mp_2023") de velocidades de viento descompuestas en dos direcciones (de forma de tener la información de módulo y dirección), incorporados en la Programación Estacional Noviembre 23 – Abril 24.
- Se mantienen los modelos de parques solares fotovoltaicos cuadráticos en radiación (sobre el plano de los paneles) y temperatura ambiente calibrados en base a los datos históricos, incorporados la Programación Estacional Noviembre 23 – Abril 24.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible al 08/10/2025.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en las PES anteriores.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos de la EIA de setiembre de 2025.
- Se consideran erogados mínimos requeridos en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450¹ y 120² m³/s respectivamente. Se exige que el erogado mínimo en ambos casos se cumpla por paso de tiempo.
- No se modela disponibilidad de GN y limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos en todo el periodo de optimización.

A partir de las hipótesis cerradas al 14/10/25 se calculó el Plan de Equilibrio de largo plazo. A partir de la sala que considera el Plan de Equilibrio de largo plazo calculado, se realizó la calibración de las penalidades por el incumplimiento del caudal mínimo de 80 m³/s en Bonete (Decreto 54/022), finalizando todo el proceso el día 27/10/2025.

4.2 Demanda y Falla

4.2.1 Previsión de demanda

Demanda Base:

Para los primeros años de optimización (2025 - 2030) se utiliza la previsión de demanda de UTE-Distribuidor (actualizada en octubre 2025). Para los años posteriores

¹ Se representa solo la mitad uruguaya de la Central, por eso el caudal a erogar es 450 y no 900 m³/s. Cuando la Central no regula frecuencia el erogado mínimo es de 600 m³/s (300 para la mitad uruguaya). Dado el impacto de esta restricción en las actuales condiciones de aportes y nivel del lago se decide modelar el caso más restrictivo, aunque se entiende que los Despachos harán los esfuerzos necesarios para disminuir la intervención de la Central Salto Grande en la regulación de frecuencia.

² El erogado mínimo ecológico en la central hidroeléctrica de Palmar se impone de forma periódica entre el primer día del mes de diciembre hasta el último día de marzo de cada año. En 2023 comienza el 14/10.

(2031 - 2052) se considera la tasa de crecimiento de largo plazo del 1.8% proporcionada por la DNE.

En la Tabla 2 se muestra la energía real y proyectada desde el año 2022 al año 2052.

AÑO	Demanda base [GWh]	Tasa Demanda Base	Movilidad Eléctrica [GWh]	Demandas adicionales* [GWh]	Demanda adicional UPM [GWh]	Demanda total [GWh]	Tasas Demanda Total
2022	11.464	2,3%	-	0	82	11.547	3,1%
2023	11.482	0,2%	-	65	209	11.755	1,8%
2024	11.905	3,7%	-	305	-	12.210	3,9%
2025	12.319	3,5%	8	82	-	12.409	1,6%
2026	12.510	1,6%	59	95	-	12.664	2,1%
2027	12.825	2,5%	104	513	-	13.442	6,1%
2028	13.055	1,8%	152	633	-	13.841	3,0%
2029	13.323	2,1%	206	632	-	14.161	2,3%
2030	13.616	2,2%	264	632	-	14.511	2,5%
2031	13.861	1,8%	326	632	-	14.818	2,1%
2032	14.110	1,8%	394	633	-	15.138	2,2%
2033	14.364	1,8%	467	632	-	15.463	2,1%
2034	14.623	1,8%	547	632	-	15.801	2,2%
2035	14.886	1,8%	633	632	-	16.150	2,2%
2036	15.154	1,8%	721	633	-	16.508	2,2%
2037	15.427	1,8%	808	632	-	16.866	2,2%
2038	15.704	1,8%	898	632	-	17.234	2,2%
2039	15.987	1,8%	989	632	-	17.608	2,2%
2040	16.275	1,8%	1.081	633	-	17.989	2,2%
2041	16.568	1,8%	1.176	632	-	18.375	2,1%
2042	16.866	1,8%	1.274	632	-	18.771	2,2%
2043	17.169	1,8%	1.372	632	-	19.173	2,1%
2044	17.479	1,8%	1.470	633	-	19.582	2,1%
2045	17.793	1,8%	1.571	632	-	19.996	2,1%
2046	18.113	1,8%	1.674	632	-	20.419	2,1%
2047	18.439	1,8%	1.781	632	-	20.852	2,1%
2048	18.771	1,8%	1.889	633	-	21.294	2,1%
2049	19.109	1,8%	2.001	632	-	21.742	2,1%
2050	19.453	1,8%	2.114	632	-	22.199	2,1%
2051	19.803	1,8%	2.233	632	-	22.668	2,1%
2052	20.160	1,8%	2.359	633	-	23.152	2,1%

Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.

Movilidad Eléctrica:

Se toman los valores de movilidad eléctrica acordados en el grupo de demanda en octubre de 2025.

Se modela una demanda detallada horaria en la que se considera el comportamiento de consumo de la curva de carga de movilidad.

Nuevos Proyectos de demandas gestionables:

En la Tabla 3 se detallan las incorporaciones anuales de las demandas adicionales de nuevos proyectos.

Demandas Adicionales	2026	2027	2028	2029	2030	Observaciones
BQB	17	23	23	23	23	A partir de abril 2026 total de 1800 MWh por mes
Radar	78	477	583	582	582	Entran 16*0,8 MW el 01/07/2026, aumenta a 32*0,8 MW en 01/11/2026, 48 MW el 01/03/27 y 64 MW a partir de julio 2027
Pequeños proyectos de Hidrógeno	0	14	28	27	27	A partir de julio 2027 toma 3 MW planos
Total anual GWh	95	513	633	632	632	

Tabla 3: Demandas planas adicionales a considerar para la PES. Los valores de energía incluyen pérdidas técnicas.

4.2.2 Representación de la falla

En la Tabla 4 se muestra la representación de la falla para el mes de octubre 2025.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	11874	298
Entre 2 y 7	23907	600
Entre 7 y 14.5	95628	2400
Entre 14.5 y 100	159380	4000

Tabla 4: Representación de la Falla para octubre 2025

Se considera un tipo de cambio de 39.845 \$/USD según BCU dólar billete al 30/09/2025.

4.3 Situación hidrológica y Clima

En esta sección se presenta la situación actual y las proyecciones climáticas para los próximos meses.

4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT)

En la Figura 10 se muestran los cortes de probabilidad de la EHAT histórica junto con los valores observados (curva roja) para cada semana del último año. La EHAT se define como la suma de la energías trimestrales afluentes a las represas hidroeléctricas Bonete, Palmar, Baygorria y Salto Grande.³

Energía Hidráulica Afluyente

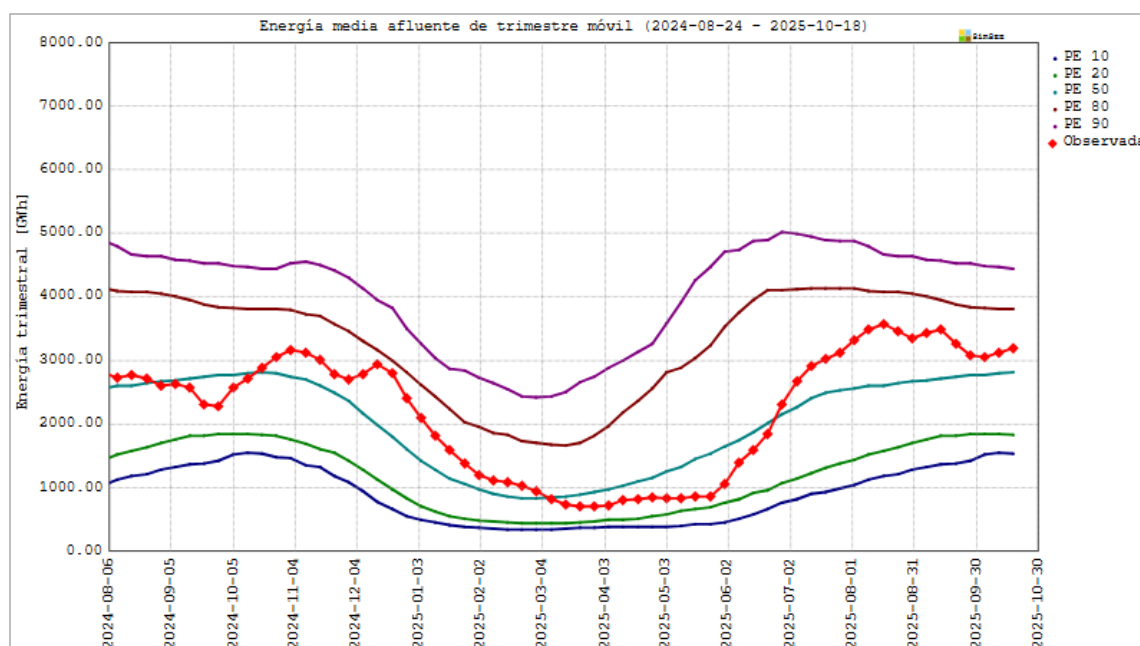


Figura 10: Energía Hidráulica Afluyente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que los valores reales estuvieron oscilando en torno a la PE 50%, llegando a un valor mínimo aproximado de 750 GWh en abril de 2025. A partir de abril 2025 la situación hidrológica mejora alcanzando a fines del período del orden de los 3000 GWh, los cuales se sitúan ligeramente por encima de la PE 50% histórica para la época.

³ <https://adme.com.uy/>

4.3.2 Previsión climática OND 2025 (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, setiembre de 2025⁴) en tres categorías para el trimestre octubre-noviembre-diciembre de 2025.

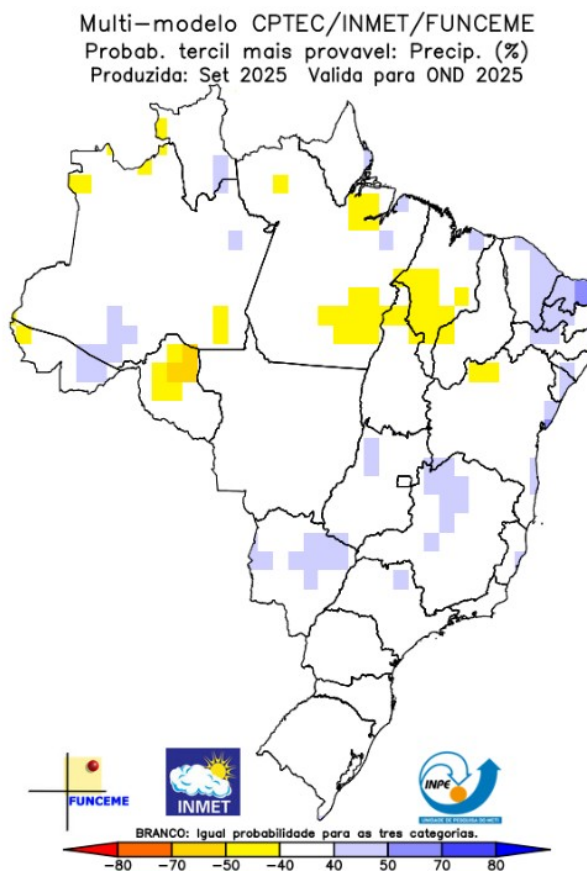


Figura 11: Previsión climática para OND/2025 (CPTEC/INPE, setiembre de 2025).

En la figura está representada la siguiente información para cada ubicación geográfica:

1. El tercil de precipitaciones más probable:
 - Tonos de azul: mayor probabilidad de lluvias por encima de la media histórica
 - Blanco: la probabilidad de lluvia de estar por encima, debajo o dentro de la franja normal es igual para las 3 categorías
 - Tonos de amarillo: mayor probabilidad de lluvias por debajo de la media histórica
2. El valor previsto de precipitaciones para dicho tercil (expresado en % con respecto a la media histórica de precipitaciones).

Para el trimestre octubre-noviembre-diciembre en la región sur se preveé una baja predictabilidad de las precipitaciones, dado que existe la probabilidad de una transición hacia la ocurrencia del fenómeno La Niña en los proximos meses produciendo una discrepancia entre los modelos de pronóstico climático.

⁴https://ftp.cptec.inpe.br/clima/nota_tecnica/2025/Nota_Tecnica_OND2025.pdf

4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, octubre de 2025⁵)

En la Figura 12 se muestran los pronósticos obtenidos de modelos dinámicos y estadísticos de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la región 3.4.

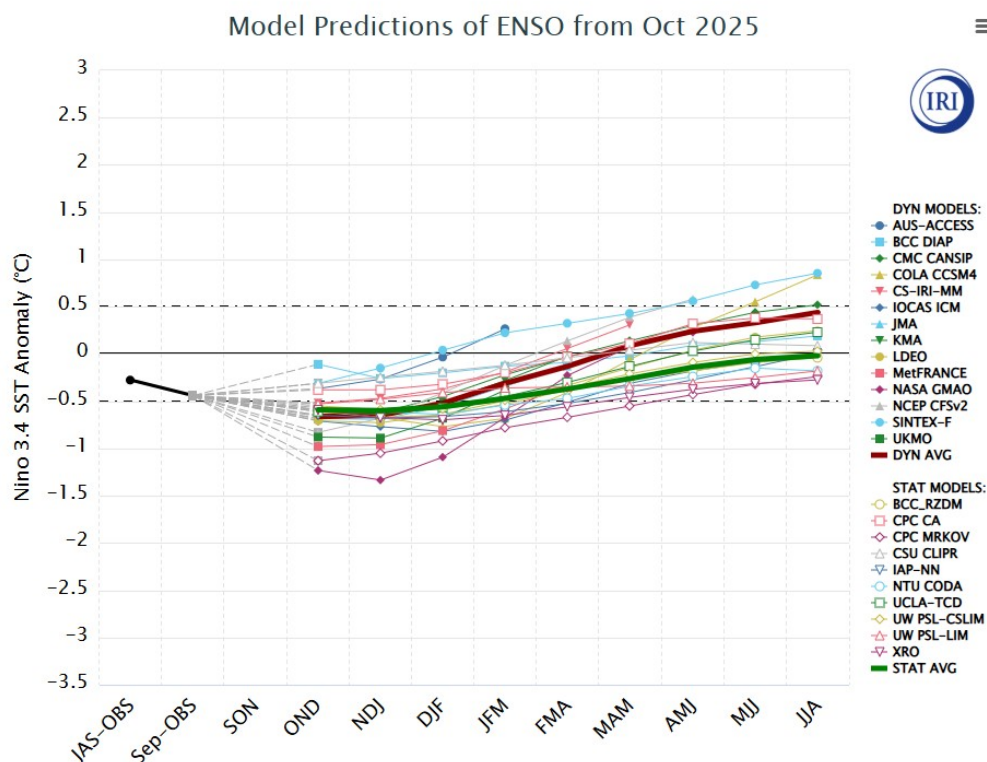


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la Figura 12 se observa que para el período de estudio el ensamble de pronósticos muestra una dispersión en el rango -1.5 a 1. Si se consideran las curvas roja y verde de trazo continuo como los valores esperados, se observa que las estimaciones parten en OND de valores cercanos a -0.5 y terminan en JJA entre 0 y 0.5. Se puede concluir que la previsión del IN34 es neutral.

⁵https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-sst_table

En la Figura 13 se muestra la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos climáticos “La Niña”, “El Niño” o “Neutral” para cada trimestre móvil hasta agosto del 2026.

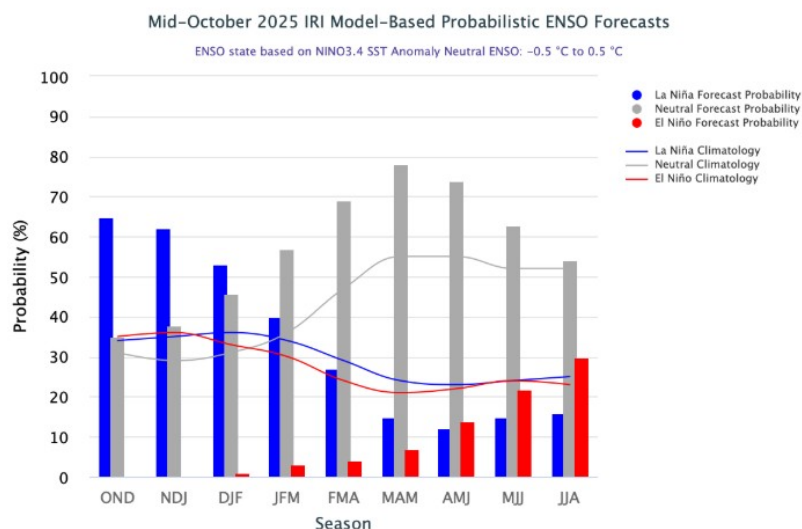


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

Se observa que, hasta el trimestre DJF, hay una mayor probabilidad de ocurrencia del fenómeno La Niña, luego hasta el final del periodo la condición neutra se mantiene con probabilidades superiores a 50%, alcanzando casi un 80% para marzo-abril-mayo.

En resumen, ambas Figuras 12 y 13 indican mayor probabilidad de La Niña para los primeros 5 meses con una transición a condiciones neutras hasta el fin del periodo evaluado.

4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande

Según el informe “Perspectivas_Climáticas_2025_10” realizado por Salto Grande⁶ se espera que continuemos en condiciones Niña durante este trimestre con probabilidades altas, y se espera una transición hacia condiciones neutras para el trimestre enero-febrero-marzo.

La perspectiva trimestral de precipitación (octubre-noviembre-diciembre de 2025) muestra una tendencia clara para las precipitaciones en la cuenca ya que asignan mayores probabilidades al tercil inferior para las tres subcuencas, indicando mayores probabilidades de precipitaciones inferiores al promedio histórico en toda la cuenca.

4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas

Se emplean los precios de combustibles vigentes a octubre de 2025 para determinar los costos variables iniciales de las centrales térmicas. Para la proyección e indexación de dichos precios se adopta el siguiente enfoque:

- Se utiliza el valor esperado de la trayectoria del WTI según la tendencia proyectada por la EIA para el período octubre 2025–diciembre 2026 (proyección publicada en septiembre de 2025).
- La EIA publica los percentiles 5 % y 95 % asociados a los precios futuros del mercado NYMEX. Para el modelado, se preserva la misma proporción entre los percentiles 5 % y 95 % respecto del valor central, pero aplicados al valor esperado

⁶https://drive.google.com/drive/u/0/folders/1sHDeooEYNrK_sneIHzi8hE9EBgRwODCe?hl=es-419

del escenario STEO. De esta forma, se obtiene un rango probabilístico consistente con la dispersión provista por la EIA, pero centrado en la trayectoria STEO.

- Para el largo plazo, se consideran los valores de referencia de la última publicación del *Annual Energy Outlook* (AEO–EIA). El proceso de transición desde el horizonte STEO hacia el AEO se modela manteniendo la misma inercia del proceso STEO, de modo que las proyecciones converjan suavemente hacia los niveles de largo plazo establecidos por el AEO.

En la Figura 14 se muestran los precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril realizadas por la EIA en el mes de Setiembre 25.

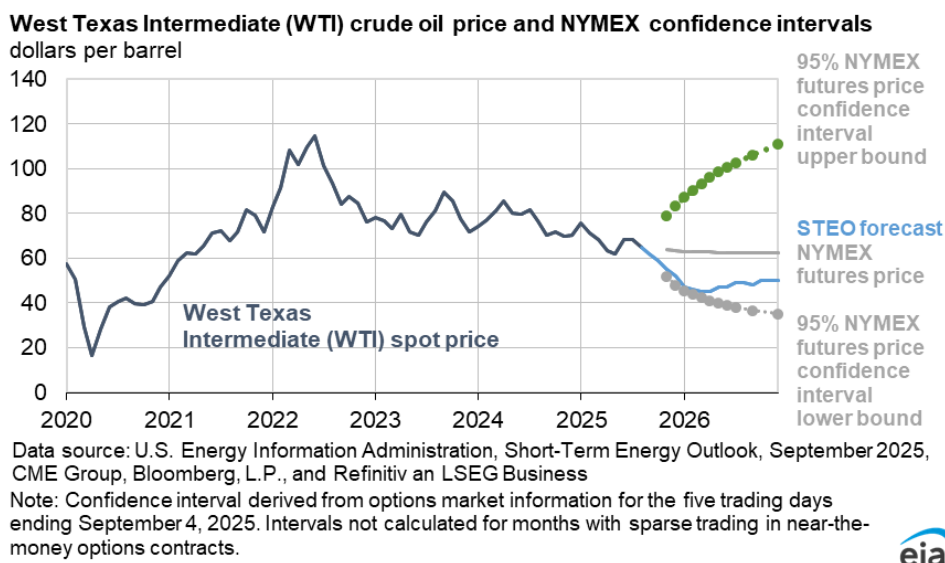


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

A partir de la Figura 14 se puede observar que el valor esperado del pronóstico (STEO forecast) tiene una tendencia a la baja hasta mediados del 2026, manteniéndose alrededor de los 50 USD/barril sobre el final de dicho año.

En la Figura 15 se muestra la proyección WTI considerada (curvas continuas) y obtenida de las simulaciones (curvas punteadas) luego de la calibración de los modelos de pronósticos.

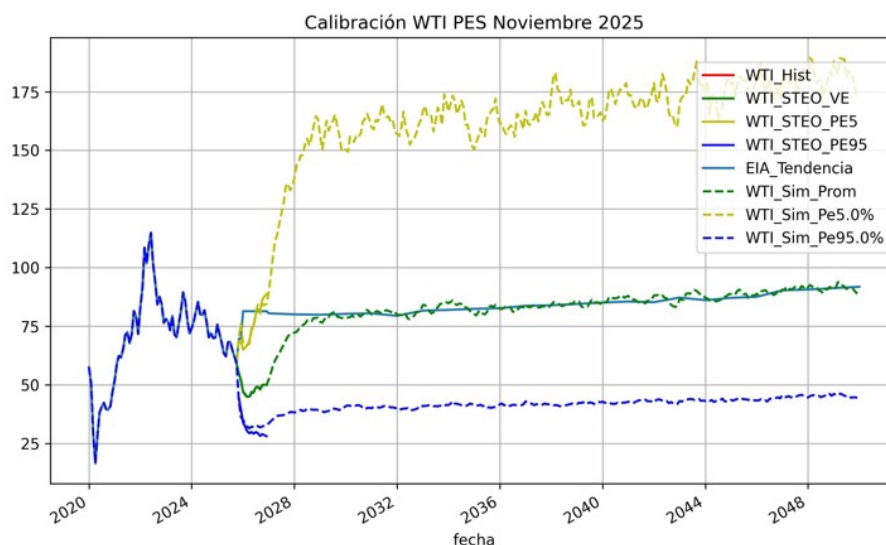


Figura 15: Proyección WTI considerada (curvas continuas) y obtenida de las simulaciones (curvas punteadas) luego de la calibración de los modelos de pronósticos.

Los precios de los combustibles provienen de la siguientes fuentes.

GO y FOM: provisto por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta a UTE para generación térmica, vigentes desde el 03-10-2025 para octubre.

GN: No se modela GN en el período de estudio.

En la Tabla 5 se muestran los precios de los combustibles.

REF WTI (US\$/Barril): 63,84		OCTUBRE 2025	
Combustibles	US\$/m3	Densidad kg/l	US\$/T
Gasoil	786,80	0,833	945,0
Fueloil Motores	545,62	0,967	564,0

Tabla 5: Precio de combustibles derivados

4.5 Centrales generadoras térmicas

En la Tabla 6 se muestran los valores de potencias máximas generables, disponibilidad fortuita con y sin mantenimientos programados, y tiempo medio de reparación de las centrales generadoras. Los valores de disponibilidad fortuita se muestran solamente para los casos en los que se representan mantenimientos en la sala SimSEE. En caso que se hayan representado mantenimientos en todo el período de simulación, no es necesario modelar la disponibilidad fortuita sin mantenimientos.

	Motores	CTR	PTA16	PTI78	CC 2TG	CC TV	Uruply	UPM	Fenirol
Pmax [MW]	71.8	200	300	54	360	190	0.8	25	10
Con mantenimientos programados	98.5 %	99.9 %	94.2 %	96.8 %	98.0 %	96.6 %	78.0 %	8.8 %	-
Sin mantenimientos programados	65.7 %	92.2 %	90.6 %	92.2 %	92.3 %	94.8 %	75.0 %	8.8 %	69.7 %
TMR [horas]	168	168	168	168	168	168	0	72	72

	Bioener	Montes del Plata	Galofer	Dank	Alur	Lanas Trinidad	Las Rosas	UPM2*	Liderdat
Pmax [MW]	10	100	10	3.5	3.1	0.3	0.2	190	4.6
Con mantenimientos programados	86.5 %	72.8 %	-	61.7 %	-	44.1%	-	72.8 %	84.1%
Sin mantenimientos programados	-	-	81.9 %	-	55.2 %	44.1%	3.1%	-	61.6 %
TMR [horas]	1	8	48	72	0	0	0	-	0

* A partir de 1/1/25 aumenta la Pmax a 220 MW. La disponibilidad con mantenimientos aumenta a 82.1 % desde el 1/1/26. Este cronograma se ajusta con respecto a lo informado por el participante, de modo de reflejar posibles atrasos en la incorporación de las unidades.

Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas

Los factores de disponibilidad “Con” o “Sin” “Mantenimientos programados” hacen referencia a si en el valor de disponibilidad fortuita se computan los mantenimientos programados o si los mismos son considerados aparte en las fichas de disponibilidad de los actores.

Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se modela dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/MWh y con un pago por disponibilidad de 60 USD/MWh.

Se aclara que el tiempo mínimo de reparación que se puede modelar en SimSEE coincide con la duración del paso de tiempo especificado en las salas (diaria o semanal).

En la Tabla 7 se muestran los costos variables de las unidades generadoras térmicas. Los valores se calculan en función la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios⁷.

COSTOS VARIABLES OCTUBRE 2025						
Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	213.2	213.2	120.2	13.3	133.5	133.5
PTA 1-6	227,0	351.5	214.5	10.8	225.3	343,0
CTR	280.8	599.1	265.3	5.9	271.2	572.1
PTA 7 y 8	258.5	413.3	244.3	6.4	250.7	397,0
PTB - CA - GO	257.3	570,0	243.1	5.5	248.6	544.2
PTB - CC - GO	176.2	197.6	166.5	4.2	170.6	190.9

Tabla 7: Costos Variables de las unidades térmicas.

En la sección 5.6.1 se detallan los parámetros que se utilizan en el modelo del Ciclo Combinado.

4.6 Tiempos medios de reparación informados

En la Tabla 8 se presenta la información remitida por los Generadores sobre los Tiempos Medios de Reparación (TMR) a ser considerados en el modelado SimSEE.

Generador	Central	TMR (h)
Bioener		1
Galofer		48
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.	Montes del Plata	8
Luz de Loma S.A.		3
Luz de Río S.A.		3
Luz de Mar S.A.		3
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	20
R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	20
Cadonal S.A.	Talas de maciel II	12
Palmatir S.A.	Cuchilla del Peralta	12
Salto Grande		48

Tabla 8: Tiempo Medio de Reparación (TMR) recibidos

⁷Para el cálculo del consumo específico del Ciclo Combinado en ciclo cerrado se promedian los consumos específicos del Ciclo Combinado completo (2 TG, 2 Calderas de recuperación y 1 TV) con los del medio Ciclo Combinado (1 TG, 1 Caldera de recuperación y 1 TV).

4.7 Centrales generadoras de fuente eólica.

En la Tabla 9 se muestran las centrales de generación eólica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia autorizada a inyectar en la red (MW)
COLONIA ARIAS	RAFISA (ver Nota 1)	70.0
CARACOL 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMB	UTE	10.0
CARACOL 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMB	UTE	10.0
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	50.0
ENGRW	ENGRW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	3.6
JUAN PABLO TERRA	UTE	67.2
CORFRISA	CORPORACION FRIGORIFICA del URUGUAY S.A.	1.8
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	20.0
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	18.0
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	50.0
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	2.0
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	50.0
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	42.0
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	4.0
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	70.0
PAMPA	RAFISA (ver Nota 2)	141.6
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	65.1
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	40.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	49.5
PARQUE EÓLICO JULIETA	WERYL S.A.	3.6
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.6
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	7.7
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	9.8
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.2
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAJOJO	POSADAS & VECINO S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.0
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	50.0
VALENTINES	AREAFLIN S.A.	70.0
TOTAL		1476.7
Nota 1: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias		
Nota 2: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Pampa		

Tabla 9: Centrales de generación eólica.

4.8 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica.

En la Tabla 10 se muestran los centrales de generación solar fotovoltaica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1
ALBISU	NESYLA S.A.	10
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10
ASAHI	MIEM-UTE	0.5
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50
FENIMA	FENIMA S.A.	9.5
HIKARI	MIEM-UTE	0.25
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20
NATELU	NATELU S.A.	9.5
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.5
PUNTA DEL TIGRE A	UTE	25.65
RADITON	RADITON S.A.	8
TS	CERNERAL S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
	TOTAL	264.45

Tabla 10: Centrales de generación solar fotovoltaica.

En la Tabla 11 se muestran las incorporaciones futuras de centrales de generación solar fotovoltaica.

Central Generadora	Agente Generador	Fecha incorporación	Potencia [MW]
Albisu	NESYLA S.A.	15/12/2025	4
Kahirós	NASPUY S.A.	01/07/2026	4,2
PTFB	UTE	01/07/2026	28
Melo	UTE	01/10/2027	80

Tabla 11: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.

4.9 Intercambios de Energía

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección/futura, se decide modelar los intercambios internacionales con cada país de la forma que se detalla a continuación.

Importación:

Con Argentina

Se modela una importación que representaría las centrales térmicas de dicho país que podrían auxiliar a nuestro sistema en casos de emergencia. Se modela con 200 MW de potencia máxima en las semanas 11 a 17 inclusive y 41 a 47 inclusive, y 140 MW las semanas del año restantes, siempre con 65% de disponibilidad y precio (Falla 1 – 1 USD/MWh).

Asimismo se modela una importación ocasional habilitada durante las semanas 11 a 17 inclusive y 41 a 47 inclusive, de potencia 300 MW con factor de disponibilidad 50%, a precio PTB + 10% dada la coyuntura energética actual del país vecino.

Con Brasil

Se modela una importación con una potencia máxima de 300 MW con una disponibilidad fortuita de 70 %. Se utiliza el CEGH "iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23" que modela el costo marginal medio diario de la región sur de Brasil, permitiendo la importación sólo cuando dicho valor se encuentra por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo equivalente al valor de falla 1 - 1 USD/MWh.

Exportación:

Con Argentina

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

Con Brasil

Se modela la exportación a Brasil con un actor Spot de mercado postizado, usando la fuente Costo Variable de Intercambio (CVI) como "costo marginal del comprador" (en este caso Brasil) en cada poste. Estas fuentes CVI serán topeadas en $(cvCBMOT + 10\%) + 30 \text{ USD/MWh}$, siendo 30 USD/MWh el margen de ganancia para Uruguay. Siempre que la fuente CVI sea superior al cmg uruguayo, exportará hacia el país vecino a un precio igual al cmg uruguayo + 30 USD/MWh de ganancia neta. Dado el tope de la fuente CVI, Uruguay sólo exportaría hasta el costo variable de Motores de Central Batlle. La potencia máxima de intercambio es de 300 MW con un coeficiente de disponibilidad de 90%.

Excedentes/Vertimientos turbinables.

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y la energía de centrales autodespachadas (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0.1 USD/MWh; lo que implica que toda la energía generable queda captada como excedente. Los vertimientos que no son turbinables no están incluidos aquí y no son manejables en la operación del sistema.

4.10 Mantenimientos programados de generación

En esta sección se muestra el cronograma de mantenimientos PAM vigente, con ultimas actualizaciones al 07/10/2025.

En la Figura 16 se presentan los mantenimientos programados para el período 04/10/2025 al 02/01/2026.

X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mttto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
X	Mantenimiento estimado por PEG con la finalidad de extender el programa de Mtto de la central
	Semana de Carnaval
	Semana de Turismo
	No se cuenta con información declarada

PAM 2025-10-2 -
Versión 4 -
07/10/2025

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS AÑO
2025

	04/10/25	11/10/25	18/10/25	25/10/25	01/11/25	08/11/25	15/11/25	22/11/25	29/11/25	06/12/25	13/12/25	20/12/25	27/12/25
	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
CBM	1	1	1	1	1								
CTR1						X	X	X	X	X			
CTR2	X	X	X										
PTA1													
PTA2													
PTA3													
PTA4		X	X										
PTA5													
PTA6													
PTA 7y8-U7				X	X								
PTA 7y8-U8					X	X	X						
PTB TG1													
PTB TG2													
PTB ST													
BAY1													
BAY2													
BAY3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
PAL1													
PAL2								X	X				
PAL3													
BON1													
BON2													
BON3	X	X	X	X	X								
BON4													
CTM1													
CTM2													
CTM3	X	X	X	X	X	X							
CTM4													
CTM5													
CTM6													
CTM7													
CTM8													
CTM9						X	X	X					
CTM10						X	X	X					
CTM11			X										
CTM12			X										
CTM13													
CTM14													
UPM1			X	X									
UPM2													
MdP			X	X	X	X	X	X					

Figura 16: Mantenimientos programados del 04/10/2025 al 02/01/2026

4.11 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses

En la Figura 17 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 03/01/2026 al 01/01/2027. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.

[illegible]

Figura 17: Programa indicativo para el período 03/01/2026 al 01/01/2027.

**PAM 2025-10-2 -
Versión 4 -
07/10/2025**

[illegible]

Figura 18: Programa indicativo para el período 02/01/2027 al 31/12/2027.

**PAM 2025-10-2 -
Versión 4 -
07/10/2025**

Figura 19: Programa indicativo para el período 01/01/2028 al 29/12/2028.

En las Tablas 12, 13 y 14 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

Generador	Central generadora	Observaciones
Marystay S.A.	PE Marystay	Aviso FS por siniestro
UPM S.A.	UPM	<p><u>Comentario del comunicado:</u></p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u></p> <p>Año 2025: Semanas 42 y 43. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>
Agua Leguas S.A.	P.E. Peralta I	<p><u>Comentario del comunicado:</u> La planta de Peralta 1 cuenta con 25 aerogeneradores que reciben mantenimiento preventivo distribuido de forma uniforme a lo largo del año. Están previstas 20hs/año de mantenimiento en cada aerogenerador, que se ejecutan en el horario comprendido entre las 7am y 15pm. Adicional a estos trabajos, esta previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación (normalmente entre la semana 22 a 26). Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs. Esas fechas marcadas podrían ser modificadas en caso de que las condiciones climáticas no lo permitan, o si se logra la coordinación junto contrabajos previstos para la estación de UTE contigua a la central generadora de forma de aprovechar simultáneamente la indisponibilidad.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u></p> <p>Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>
Ladaner S.A.	P.E. Cerro Grande	<p><u>Comentario del comunicado:</u> La planta de Cerro Grande cuenta con 22 aerogeneradores que reciben mantenimiento preventivo distribuido de forma uniforme a lo largo del año. Están previstas 20hs/año de mantenimiento en cada aerogenerador, que se ejecutan en el horario comprendido entre las 7am y 15pm. Adicional a estos trabajos, esta previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación (normalmente entre la semana 10 a 13). Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs. Esas fechas marcadas podrían ser modificadas en caso de que las condiciones climáticas no lo permitan, o si se logra la coordinación junto contrabajos previstos para la estación de UTE contigua a la central generadora de forma de aprovechar simultáneamente la indisponibilidad.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u></p> <p>Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>

Tabla 12: Mantenimientos adicionales

Fingano S.A.	P.E. Carape I	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Mantenimientos anuales previstos en semana 7 de cada año. 10hs de indisponibilidad.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Semana 7 Año 2027: Semana 7 Año 2028: Semana 7 Año 2029: Semana 7</p>
Vengano S.A.	P.E. Carape II	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Mantenimientos anuales previstos en semana 7 de cada año. 10hs de indisponibilidad.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Semana 7 Año 2027: Semana 7 Año 2028: Semana 7 Año 2029: Semana 7</p>
Cubico	P.E. Kiyu	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Mantenimientos anuales previstos en semana 8 de cada año. 10hs de indisponibilidad.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Semana 8 Año 2027: Semana 8 Año 2028: Semana 8 Año 2029: Semana 8</p>
Cubico	P.E., Nuevo Pastoral	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Mantenimientos anuales previstos en semana 9 de cada año. 10hs de indisponibilidad.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Semana 9 Año 2027: Semana 9 Año 2028: Semana 9 Año 2029: Semana 9</p>
Astidey S.A.	P.E. Talas de Maciel	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Mantenimientos anuales previstos en semana 7 de cada año. 10hs de indisponibilidad.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Semana 7 Año 2027: Semana 7 Año 2028: Semana 7 Año 2029: Semana 7</p>
Celulosa y Energía Punta Pereira S	Montes del Plata	<p><u>Comentario del comunicado:</u> Mejor estimación partir de 2030, 3 semanas de mantenimiento cada 18 meses</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 41 a 47. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Semana 10 a 17. Año 2028: Semana 41 a 43. Año 2029: Ninguna semana.</p>
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	<p><u>Comentario del comunicado:</u></p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 45 Año 2026: Semana 45 Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Semana 45 Año 2029: Semana 46</p>
R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	<p><u>Comentario del comunicado:</u></p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 45 Año 2026: Semana 45 Año 2027: Semana 45. Año 2028: Semana 46. Año 2029: Semana 46</p>

Tabla 13: Continuación mantenimientos adicionales.

14/08/2025	Nesyla S.A.	Albisu	<p><u>Comentario del comunicado:</u> 16/9/2025 : Mantenimiento anuala de SSEE , parada de planta de 15 hs a 24 hs. Semana 12/9/2026 :Mantenimiento anuala de SSEE , para de planta de 15 hs a 22 hs. Semana 11/9/2027 :Mantenimiento anuala de SSEE , para de planta de 15 hs a 22 hs. Semana 9/9/2028 :Mantenimiento anuala de SSEE , para de planta de 15 hs a 22 hs. Semana 8/9/2029 :Mantenimiento anuala de SSEE , para de planta de 15 hs a 22 hs.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semana 37. Año 2026: Semana 37. Año 2027: Semana 37. Año 2028: Semana 37. Año 2029: Semana 37.</p>
14/08/2025	Estrellada S.A.	P. E. Melowind	<p><u>Comentario del comunicado:</u> 6-3-2027 para de planta de 8:00 hs a 18:00 hsMantenimiento de Subestacion 150 KV - Salida de celdas : 3-3-2029 para de planta de 8:00 hs a 18:00 hsMantenimiento de Subestacion 150 KV - Salida de celdas</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Semana 10. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Semana 10.</p>
14/08/2025	Bioener S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> Bioener no tiene mantenimientos programados para los periodos mencionados.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>
15/08/2025	Galofer S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u></p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semanas 41 y 42. Año 2026: Semanas 8 y 9. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>
18/08/2025	Luz de Mar S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> Cada año hay 2 días (aprox) donde UTE solicita mantenimientos que implican parar el parque desde 8 a.m. hasta 5 p.m. aproximadamente, pero no sabemos las fechas hasta aprox. 4 semanas antes.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>
18/08/2025	Luz de Loma S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> Cada año hay 2 días (aprox) donde UTE solicita mantenimientos que implican parar el parque desde 8 a.m. hasta 5 p.m. aproximadamente, pero no sabemos las fechas hasta aprox. 4 semanas antes.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>
18/08/2025	Luz de Río S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> Cada año hay 2 días (aprox) donde UTE solicita mantenimientos que implican parar el parque desde 8 a.m. hasta 5 p.m. aproximadamente, pero no sabemos las fechas hasta aprox. 4 semanas antes.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>
20/08/2025	Lanas Trinidad S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> Parada anual. Para más adelante no hay información.</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Semanas 51 y 52. Año 2026: Semanas 1,51 y 52. Año 2027: Semana 1. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>
19/09/2025	Uruply S.A.		<p><u>Comentario del comunicado:</u> La parada de Uruplay SA en 2025 serán en las semanas 42 y 43 (del 21 al 30 de octubre)</p> <p><u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2025: Ninguna semana. Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Ninguna semana. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana.</p>

Tabla 14:Continuación mantenimientos adicionales.

4.12 Red de Trasmisión.

Por Conversora Melo:

- Indisponible del 10/11/25 al 14/11/25 sin devolución diaria, se realizará el mantenimiento anual de la sala de Válvulas.

Por Conversora Rivera

- Está previsto realizar trabajos en la CRI desde el 01/09/2025 hasta mediados de diciembre 2025. En esta instancia se intentará indisponer parcialmente la CRI, ya que las tareas se concentrarán únicamente en el transformador convertidor Brasil. Se procurará operar la CRI en modo aislado del lado uruguayo, lo que permitiría mantener la regulación de tensión en la red nacional. De no lograrse esta modalidad (lo que se confirmará luego de algunos días de pruebas), la indisponibilidad sería total durante todo el período.

Por mantenimiento de transmisión:

Según lo informado por Obras de Transmisión para el año 2025 y 2026:

Palmar 500 kV

- Los cambios de seccionadores 1-34 y 1-36 (salida a SJ5 I) se estiman realizar en las semanas 41 y 42 de 2025.

Montevideo A 500 kV y Montevideo B 500 kV

- Los cambios de seccionadores 1-30 (salida a MB5) y 2-16 (salida a MA5) se estiman realizar en la semana 11 de 2026.

San Carlos 500 kV

- El cambio de seccionador 89.1.24 (salida a MI5) se estima realizar en la semana 44 de 2025.
- El cambio de seccionador 89.1.21 (salida a MI5) se estima realizar en la semana 10 de 2026.

Por obras de transmisión:

Con motivo del reemplazo del transformador del Parque Solar PTI, se estima que el parque quede fuera de servicio durante la primera semana de diciembre de 2025.

Para mayo 2026, por las obras asociadas al cierre del anillo de 500 kV se estima una indisponibilidad del ATR1 en ME5 de 14 días de duración aproximada.

4.13 Generación forzada.

No se modelan requerimientos de generación forzada por calidad de tensión.

5 Modelo

5.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie227_338_7314 de SimSEE.

5.2 Salas SimSEE

Para realizar la PES se utilizaron dos salas SimSEE: una sala de paso diario enganchada con otra sala de paso semanal, cuya optimización se extiende hasta el 2036.

5.3 Horizontes de tiempo

Fecha de optimización sala paso diario: 08/10/2025 - 01/05/2027

Fecha de optimización sala paso semanal: 08/10/2025 - 31/12/2036

Fecha de la simulación sala paso diario: 08/10/2025 - 01/01/2027

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/11/2025

5.4 Estado inicial del Sistema (al 08/10/2025)

Cota inicial del lago de Bonete: 79.3 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 39.0 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 35.1 m.

Aportes semanales: Bonete = 375 m³/s, Palmar = 187 m³/s, SG UY= 4868 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: -0,710

5.5 Demanda

Se utiliza el modelo CEGH de paso diario, con su modelado horario en base a las demandas detalladas de los tramos horarios llano 1, llano 2, pico y valle. Se calibra el valor esperado de la demanda según el comportamiento histórico por tramo horario y estación del año.

La sala de paso de tiempo diario se modela con 4 postes de duración 1, 4, 13 y 6 horas. La sala de paso semanal se modela con 5 postes de duración 5, 30, 91, 28 y 14 horas.

5.6 Modelado de las Unidades de Falla

En las salas se utiliza la representación de la falla reglamentaria (Ver 4.2.2) indexada según el precio del barril de petróleo.

5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado

Para el modelado del ciclo combinado se utiliza el actor "Generador Térmico Combinado". En las Tablas 13 y 14 se muestran los parámetros del generador funcionando con Gasoil.

Octubre 2025	Gas Oil	
Parámetros	TG (total 2)	TV
Pmin (MW)	80.5	54.2
Pmax (MW)	182	190
cv mín. Tec (USD/MWh)	313.6	33.2
cv incr. (USD/MWh)	179.9	0,0
cv no comb (USD/MWh)	5.5	2.2
alfa(MW), beta(MW), eta (p.u.)	571.89; 49.56; 0.263	
Puntos Temp (°C) (derating)	0.00; 17.00; 37.00	
Puntos P. (p.u.) (derating)	0.99; 0.95; 083	

Tabla 15: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil para el mes de octubre

5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses

Se mantiene la restricción a la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica equivalente a valorizar las reservas de energía que existen por debajo de la cota mínima (72.3 m.) al valor de Falla 1. También se incorporan penalizaciones económicas para aquellas situaciones en las que las cotas de los lagos de Palmar y Salto Grande estén por debajo de 37 y 32 metros respectivamente, cuyos valores equivalen al costo variable de Falla 1 x 0.15. Los valores de cota y penalidad se muestran en la Tabla 16.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72,3	1,177
Palmar	37	0,410
SG	32	0,548

Tabla 16: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.

Se imponen erogados mínimos requeridos sin penalización por paso de tiempo (paso diario) en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450 y 120 m³/s respectivamente, el último sólo entre los meses de diciembre y marzo de cada año.

En la central hidroeléctrica de Bonete se establece un caudal mínimo de 80 m³/s, con una penalidad por incumplimiento cuya probabilidad no exceda el 0.57 por mil y calculada conforme a lo dispuesto en los Decretos 244/019 y 054/022. La penalidad resultante para el año 2025 es de 0.182 MUSD/Hm³, mientras que para el año 2026 es de 0.215 MUSD/Hm³.

Se impone un control de cota superior en 80 m en Bonete con penalidad 0.5 MUSD/(m.día), sin indexación.

En la Tabla 17 se muestran los parámetros considerados para el modelado de los controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

Parámetros	Bonete	Palmar	Salto Grande (UY)
Cota [m]	80.7; 82; 83	40.1; 41.18; 42.2	35.5; 35.75; 36
Erogado mínimo [m ³ /s]	0; 1990; 4510	0; 10045.45; 20091	0; 13455; 26910

Tabla 17: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos

Se calibran los actores eólicos y solares para que los factores de plantas se ajusten a los datos reales de rendimiento de los años 2020, 2021 y 2022. Los valores anuales resultantes de la simulación son:

- Factor de planta Solar Fotovoltaica: 21,8%
- Factor de planta Eólica: 40,6%

5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas

Se utilizan los sintetizadores CEGH "iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23.txt" y "iN34BPScmgsArBr_compuesto_SEMANAL_PESNov23.txt" (setiembre 2023), para la sala diaria y semanal correspondientemente. Los sintetizadores correlacionan las siguientes señales:

- Anomalía de la temperatura superficial en el océano Pacífico en la región 3.4 (iN34).
- Aportes a las centrales hidroeléctricas Bonete, Palmar, y Salto Grande.

A su vez, a los efectos de modelar el intercambio con esos países, el sintetizador cuenta con 2 variables de salida: el costo marginal de la región sur del Brasil y del mercado Argentino.

El sintetizador cuenta con dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro (H_RN) y otra para el río Uruguay (H_S).

5.10 Parámetros generales

La simulación de la sala de paso diario se realiza a partir de 1000 crónicas sintéticas y la optimización con 5.

La optimización de la sala de paso semanal se realiza a partir de 5 crónicas sintéticas.

Se utiliza la semilla 40031 para la Optimización y la semilla 10031 para la Simulación.

6 Anexo I: Plan de Equilibrio de la Generación para Programación Estacional Noviembre 2025

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
6/11/2025	Ruben Chaer	Creación del informe.

6.1 Introducción

Se parte de la sala SimSEE *PES_2025_11_2_semanal.ese* con generación existente de todas las fuentes y con comercio internacional cerrado. Con dicha sala y con el Plan de Equilibrio de la Generación (PEG) de la PES de mayo 2025, se realizó una optimización para obtener un PEG nuevo a ser considerado en la PES noviembre 25.

La elaboración del PEG, para su uso en las PES, tiene como propósito disponer de una Política de Operación del Largo Plazo que llamaremos CF_LP, en alusión a que la misma se encuentra representada por la función de Costo Futuro de Largo Plazo. Esa CF_LP es la que determina el valor que tiene para el futuro la energía almacenada en los lagos del SIN y por consiguiente es relevante para la determinación de la operación de los lagos en el semestre (horizonte de la PES). También es necesario disponer de un CF_LP para realizar el Informe de Garantía de Suministro cuyo horizonte de simulación son ocho años.

El PEG no intenta ser un plan óptimo de la expansión de la generación, solo intenta reflejar un equilibrio futuro entre oferta y demanda que permita la operación segura del SIN, establecer las señales que determinan el balance entre uso de combustibles fósiles y agua embalsada en el semestre y el balance entre los aportes de potencia firme de las diferentes fuentes en el largo plazo.

6.2 Parámetros principales

6.2.1 Versión de SimSEE

Se utilizó la versión v220_332

6.2.2 Horizonte de expansión

Se configuró el Optimizador Distribuido de Funciones de Alto Costo de Evaluación (OddFACE) para optimizar el nuevo PEG en 11 etapas, de 365 días cada una, comenzando el 1/1/2027.

6.2.3 Opciones de expansión

Las opciones de ampliación consideradas fueron eólica y solar en centrales de 50 MW y turbinas aeroderivativas funcionando a Gasoil. La Figura 20 muestra las opciones de inversión consideradas. La columna "Nombre" identifica el actor SimSEE al que se agregan unidades.

NID	Nombre.	Meses constr.	Años vida.	MUSD/UI.	Fecha ini.	Fecha fin.	Máx. UI/vez.	Máx. UIs.	Factor UG/UI
1	eolica_amp	0	20	76,8	30/12/1899	01/01/2050	20	5000	50
2	solar_amp	0	20	37,8	30/12/1899	01/01/2050	20	5000	50
3	TG60	0	40	0	30/12/1899	01/01/2050	10	5000	1

Figura 20: Configuración de las opciones de inversión en OddFace.

La columna “MUSD/UI” identifica los millones de dólares por unidad de inversión y la columna “Factor UG/UI” indica que cada unidad de inversión corresponde a 50 unidades de generación en los actores “eolica_amp” y “solar_amp”. Esto implica que cada unidad de inversión es de 49.8 MW y 73.6 MW respectivamente, dado que los actores en la sala SimSEE están configurados de forma tal que una unidad de generación corresponde a 0.996 MW y 1.471 MW. Para el actor TG60, una unidad de inversión corresponde a una unidad de generación que representan 60 MW de turbinas aeroderivativas.

Para representar el decaimiento de precios de la eólica y solar se configuró la consideración del costo de inversión en OddFace.

La Eólica se consideró con un costo de inversión de 76.8 MUSD por módulo de 50 MW instalado, de los cuales el 0.308 es la porción indexada con una tasa real anual de decaimiento 7.18%.

La Solar se consideró con un costo de inversión de 37.8 MUSD por módulo de 50 MW instalado de los cuales el 0.523 es la porción indexada con una tasa real anual de decaimiento de 6.16%.

Para la opción TG60, dado que no se prevé un decaimiento de precio, se optó por representar el costo de inversión directamente en la sala SimSEE como un pago por potencia puesta a disposición de 15.48 USD/MWh.

6.3 Resultados

La Figura 21 se muestran las capacidades instaladas por tipo de tecnología. En trazo punteado se muestra la capacidad instalada actual de eólica y solar y en trazo continuo el total (suma de lo existente y la expansión obtenida en la optimización).

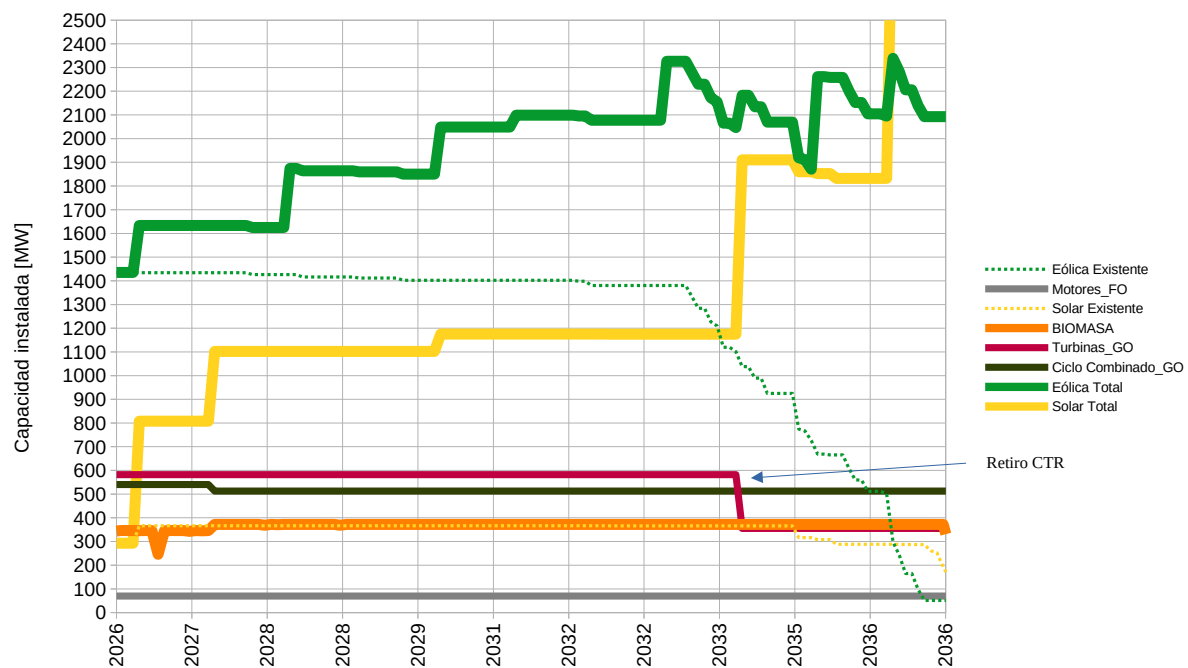


Figura 21: Capacidades instaladas por tipo de tecnología.

7 Glosario

En este documento las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da a continuación:

- Costo Marginal (CMG): Es el costo que incurre el sistema por abastecer 1 MWh adicional de energía.
- Banda Horaria: Agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo por tener similar requerimiento de potencia. Por ejemplo, grupo de horas del Pico de la Demanda.
- CEGH: Refiere a un tipo de modelado de proceso aleatorios usado por SimSEE. Estos modelos conservan las Correlaciones en un Espacio Gaussiano y los Histogramas de amplitud de las series temporales utilizadas para su entrenamiento. Las siglas CEGH significan precisamente (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histogramas).
- CMO: Costo Marginal Operativo. Es la denominación utilizada en Brasil para referirse al Costo Marginal de generación.
- Costo Futuro: Refiere al valor esperado del costo de futuro de operar el sistema.
- Crónicas: Hacia el futuro refiere a las realizaciones de los procesos estocásticos o a las series temporales resultantes de una simulación (que son realizaciones de procesos estocásticos). Hacia el pasado puede referir también a realizaciones de procesos estocásticos simulados o a la realización histórica.
- Demanda Neta: Se refiere al requerimiento de Potencia en una hora calculado como la Demanda real del sistema menos las energías no gestionables (eólica, solar, biomasa autodespachada).
- Excedentes Térmicos: Se refiere a la energía generable con las centrales térmicas no despachadas para el SIN. Estas centrales son ofrecidas a los países vecinos.
- FuelOil Motores (FOMO): FuelOil especial fabricado para los Motores de Central Battle de UTE, de similares características al FuelOil pesado de 1% de azufre.
- GN: Gas Natural.
- GO: Gasoil.
- Optimización: Se refiere a la etapa en la que se obtiene la política óptima de operación. Actualmente en SimSEE esto se realiza resolviendo el problema de Optimización Dinámica Estocástica con el algoritmo clásico de Bellman.
- Paso de tiempo: Período de tiempo utilizado para realizar las simulaciones. En cada paso de tiempo se asegura el balance energético. El Paso de Tiempo puede estar a su vez sub-dividido en Postes en los que también se asegura el balance energético.
- Patamar: Es el nombre utilizado en Brasil para referirse a las Bandas Horarias. Utilizan tres Patamares para de Carga Leve, Media y Pesada identificando las horas de menor requerimiento de potencia, requerimiento medio y requerimiento alto respectivamente.
- Período Estacional: Se refiere al semestre sobre el que se está realizando la Programación Estacional de Largo Plazo.
- PLD: Es el Precio de Liquidación de Diferencias, utilizado en Brasil para valorizar las transacciones en el mercado mayorista fuera de contratos. Se calcula a partir del CMO aplicando un precio piso y un precio techo.
- Política de Operación: Es el resultado de la Optimización y permite determinar dado el Estado del Sistema cuál es el despacho a realizar que minimiza el valor esperado de la operación futura.

- **Poste o Poste de tiempo:** Es una subdivisión del Paso de tiempo a los efectos de una mejor representación de los requerimientos de potencia.
- **Postizado:** Acción de definir el agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo en los Postes que lo subdividen.
- **Postizado Dinámico:** Se refiere a la acción de realizar el Postizado durante la Optimización y Simulación, calculando en cada paso de tiempo la Demanda Neta y realizando el Postizado en base a la misma.
- **Programación Estacional o Programación Estacional de Largo Plazo:** Se refiere al conjunto de estudios establecidos en el Título IV del Decreto 360/2002 establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo (artículos 127 a 131).
- **Sala SimSEE:** Archivo con la descripción de un sistema de energía eléctrica para su optimización/simulación con SimSEE.
- **SimSEE:** Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica.
- **Simulación:** Se refiere a realizar la simulación de la operación del sistema en base a una Política de Operación obtenida mediante una Optimización.
- **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Conjunto de instalaciones eléctricas de generación y transmisión interconectadas dentro del territorio Nacional en un solo sistema.

ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 INTRODUCCIÓN.....	3
3 RESULTADOS.....	4
3.1 Valores del agua.....	4
3.2 Balance energético.....	4
3.3 Evolución de la cota de Bonete.....	4
3.4 Evolución de la cota de Palmar.....	5
3.5 Evolución de la cota de Salto Grande.....	6
3.6 Costo Marginal del Sistema.....	6
3.7 Despacho promedio.....	7
3.8 Despacho térmico.....	7
3.9 Despacho falla.....	8
3.10 Consumos previstos de combustibles.....	8
3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	9
4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	9
4.1 Principales hipótesis.....	10
4.2 Demanda y Falla.....	10
4.2.1 Previsión de demanda.....	10
4.2.2 Representación de la falla.....	12
4.3 Situación hidrológica y Clima.....	12
4.3.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT).....	12
4.3.2 <i>Previsión climática OND 2025 (Fuente CPTEC)</i>	13
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, <i>octubre</i> de 2025).....	14
4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande.....	15
4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas.....	15
4.5 <i>Centrales</i> generadoras térmicas.....	17
4.6 Tiempos medios de reparación informados.....	18
4.7 Centrales generadoras <i>de fuente eólica</i>	19
4.8 Centrales generadoras <i>de fuente solar fotovoltaica</i>	19
4.9 Intercambios de Energía.....	20
4.10 Mantenimientos programados de generación.....	22

4.11 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	23
4.12 Red de Trasmisión.....	28
Por Conversora Melo:.....	28
Por Conversora Rivera.....	29
Por mantenimiento de trasmisión:.....	29
Por obras de trasmisión:.....	29
4.13 Generación forzada.....	29
5 MODELO.....	30
5.1 Versión SimSEE.....	30
5.2 Salas SimSEE.....	30
5.3 Horizontes de tiempo.....	30
5.4 Estado inicial del Sistema (al 08/10/2025).....	30
5.5 Demanda.....	30
5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	30
5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	30
5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	31
5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos.....	32
5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	32
5.10 Parámetros generales.....	32
6 ANEXO I: PLAN DE EQUILIBRIO DE LA GENERACIÓN PARA PROGRAMACIÓN ESTACIONAL NOVIEMBRE 2025.....	33
6.1 Introducción.....	33
6.2 Parámetros principales.....	33
6.2.1 Versión de SimSEE.....	33
6.2.2 Horizonte de expansión.....	33
6.2.3 Opciones de expansión.....	33
6.3 Resultados.....	34
7 GLOSARIO.....	36
ÍNDICE DE FIGURAS.....	39
ÍNDICE DE TABLAS.....	40

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.....	5
Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.....	5
Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.....	6
Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....	6
Figura 5: Generación por fuente.....	7
Figura 6: Despacho térmico acumulado.....	7
Figura 7: Despacho falla acumulado.....	8
Figura 8: Consumo acumulado de GO.....	8
Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.....	9
Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.....	12
Figura 11: Previsión climática para OND/2025 (CPTEC/INPE, <i>setiembre</i> de 2025).....	13
Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	14
<i>Figura 13: Previsión Niño/Niña.....</i>	<i>15</i>
Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril.....	16
Figura 15: Proyección WTI considerada (curvas continuas) y obtenida de las simulaciones (curvas punteadas) luego de la calibración de los modelos de pronósticos.....	16
<i>Figura 16: Mantenimientos programados del 04/10/2025 al 02/01/2026.....</i>	<i>22</i>
Figura 17: Programa indicativo para el período 03/01/2026 al 01/01/2027.....	23
Figura 18: Programa indicativo para el período 02/01/2027 al 31/12/2027.....	24
Figura 19: Programa indicativo para el período 01/01/2028 al 29/12/2028.....	25
Figura 20: Configuración de las opciones de inversión en OddFace.....	34
Figura 21: Capacidades instaladas por tipo de tecnología.....	35

Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el período 01/11/25 al 30/04/26.....	4
Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.....	11
Tabla 3: Demandas planas adicionales a considerar para la PES. Los valores de energía incluyen pérdidas técnicas.....	11
Tabla 4: Representación de la Falla para octubre 2025.....	12
Tabla 5: Precio de combustibles derivados.....	17
Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	17
Tabla 7: Costos Variables de las unidades térmicas.....	18
Tabla 8: Tiempo Medio de Reparación (TMR) recibidos.....	18
Tabla 9: Centrales de generación eólica.....	19
Tabla 10: Centrales de generación solar fotovoltaica.....	20
Tabla 11: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.....	20
Tabla 12: Mantenimientos adicionales.....	26
Tabla 13: Continuación mantenimientos adicionales.....	27
Tabla 14: Continuación mantenimientos adicionales.....	28

Tabla 15: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil para el mes de octubre.....	31
<i>Tabla 16: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....</i>	<i>31</i>
Tabla 17: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.....	31